

文章编号:1000-4092(2020)04-575-06

钻井液用MOF衍生物封堵-抑制剂的制备与性能*

庄庆佐¹, 田玉芹², 罗跃¹, 罗霄¹, 辛爱渊², 唐延彦², 刘伟伟²

(1. 长江大学化学与环境工程学院, 湖北荆州 434000; 2. 中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院, 山东东营 257000)

摘要:以六水合硝酸锌、2-甲基咪唑(GC)和乙二胺(EDA)为原料,通过原位功能化法制得MOF-乙二胺有机-无机杂化材料,继而与氮丙啶进行一锅法加聚反应,制得了结构外侧富含胺基官能团的纳米级MOF衍生物封堵-抑制剂。研究了该剂的封堵性能、抑制性能及与不同钻井液体系的配伍性。MOF衍生物封堵-抑制剂具有优异的封堵性能,可大幅降低基浆滤失量。6%的钠膨润土基浆在30 min时的总滤失量高达24 mL,而由3%钠土+3%封堵-抑制剂构成的土浆在30 min时的总滤失量仅4.4 mL,远低于基浆的。25%的膨润土在2%的封堵-抑制剂悬浊液中的动切力仅6.5 Pa,膨润土在2%封堵-抑制剂悬浊液中的最终膨胀高度较之在去离子水中降低了76%,泥页岩在2%封堵-抑制剂悬浊液中的滚动回收率达74.23%。以3%封堵-抑制剂取代3种钻井液体系原有的封堵剂与有机抑制剂后,钻井液老化前后的流变性能与API滤失量均维持了稳定,仅HTHP滤失量小幅上升,泥页岩在取代后钻井液中的滚动回收率略有上升。MOF衍生物封堵-抑制剂兼有良好的封堵性能、抑制性能与配伍性。图5表2参17

关键词:金属有机框架材料(MOF);氮丙啶;有机-无机杂化;封堵性能;抑制性能

中图分类号:TE254 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.04.002

目前水基钻井液常用的颗粒型封堵剂多为化学惰性材料,仅能通过物理充填发挥堵塞作用,缺乏对滤液渗透的化学阻滞作用^[1-3]。如能在封堵剂分子中引入具有良好水化抑制功效的官能团,则在封堵剂颗粒可形成紧密堆积、所形成的渗滤通道壁面富含抑制性基团的前提下,可望实现处理剂封堵、抑制性能的一体化,进而简化体系构成与配浆工艺,并大幅增强处理剂对不同钻井液体系与井下地质构造的适配性^[4-8]。

金属有机框架材料(MOF)的结构稳固,通过调控制备工艺可灵活调整MOF颗粒形貌与粒径,且其中的ZIF型MOF具备优异的化学与热力学稳定性,如能向其框架结构中引入适当的功能性客体,不仅可保证其在水基钻井液中的悬浮稳定性,还可使其

兼具封堵与抑制性能^[9-15]。本文借助原位功能化法,在ZIF-8型MOF的合成过程中将客体分子乙二胺接入前者框架,制得MOF-乙二胺有机-无机杂化材料,继而与氮丙啶进行一锅法加聚反应,制得具有极高胺基官能团密度纳米级MOF衍生物封堵-抑制剂,并评价该剂的封堵性能、抑制性能和与各种钻井液体系的配伍性。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

甲醇、NaOH、HCl、KCl,分析纯,成都科龙试剂化工厂;六水合硝酸锌、乙二胺(EDA)、2-甲基咪唑(GC),分析纯,萨恩化学技术(上海)有限公司;氮丙啶,分析纯,参照文献[16-17]中的方法自行合成;

* 收稿日期:2020-10-19。

基金项目:“十三·五”国家重大专项40之课题5“致密油气开发环境保护技术集成及关键装备”(项目编号2016ZX05040-005)。

作者简介:庄庆佐(1995-),男,长江大学应用化学专业在读硕士研究生(2018-),研究方向为油气田应用化学, E-mail:18871536330@163.com。罗跃(1958-),男,教授,博士生导师,本文通讯联系人,研究方向为油气田工作液及应用,通讯地址:434000 湖北省荆州市长江大学化学与环境工程学院, E-mail:lyue1958@163.com。

钠膨润土,新疆夏子街膨润土有限责任公司;泥页岩,四川龙马溪组地层;聚胺页岩抑制剂NH-1,工业级,南化集团研究院;小阳离子抑制剂,分析纯,上海将来生化试剂有限公司;降滤失剂SMP-3、PAC-LV,包被剂KHPAM,降黏剂SMC、SMT,超细碳酸钙,封堵剂FT-1,封堵剂抗温乳液聚合物与聚合醇,重晶石,工业级,湖北汉科新技术股份有限公司;有机胺抑制剂AP-1,乳化剂OP-10,纳米乳液与纳米聚酯NP-1,石墨润滑剂DR-1,高效润滑剂HY-202,工业级,山东得顺源石油科技有限公司。

ZNN-D₆S型六速旋转黏度计,青岛森欣机电设备有限公司;ZNS型中压滤失仪,郑州南北仪器设备有限公司;DFC-0705型高温高压滤失仪,北京路业通达公司;BGRL-5型高温滚动加热炉,青岛同春石油仪器有限公司;PPT 171-193-1型渗透性封堵仪,美国OFITE公司;D8 Advance X型射线衍射仪,德国Bruker公司;MIRA3型场发射扫描电镜,捷克TESCAN公司。

1.2 MOF衍生物封堵-抑制剂的制备

室温下,向三口瓶中倒入150 mL的溶有2.62 g 2-甲基咪唑的甲醇溶液,搅拌均匀后倒入100 mL的溶有2.4 g 六水合硝酸锌与3.6 g 乙二胺的甲醇溶液,搅拌2 h后升温至40℃,继续搅拌6 h后结束反应,离心分离并减压抽滤、重结晶,得到白色针状晶体,即为MOF-乙二胺有机-无机杂化材料。室温下,将5.75 g的杂化材料在搅拌条件下加入150 mL的去离子水中,搅拌10 min待其形成悬浊液后,倒入150 mL溶有7.81 g的氮丙啶的去离子水中,通N₂保护,搅拌15 min后升温至70℃,反应6 h后结束,

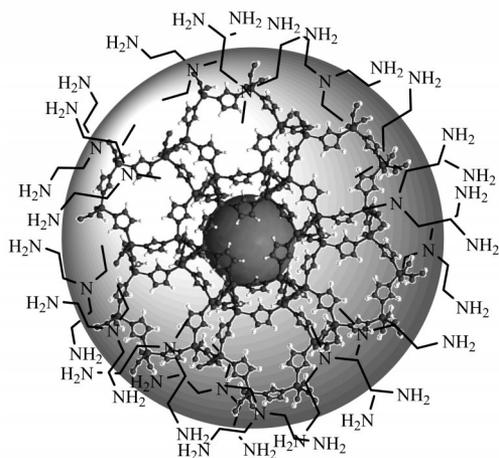


图1 MOF衍生物封堵-抑制剂的结构示意

过滤得乳白色产物。用甲醇洗涤三次后,减压抽滤并烘干得白色粉末,即为MOF衍生物封堵-抑制剂,其结构见图1。

1.3 结构表征

1.3.1 XRD分析

使用X射线衍射仪分析MOF衍生物封堵-抑制剂的特征衍射峰,确定其组成与晶型。

1.3.2 SEM分析

使用场发射扫描电镜观察MOF衍生物封堵-抑制剂的形貌。

1.4 封堵性能评价

使用OFITE封堵仪评价MOF衍生物封堵-抑制剂的封堵性能。分别配制300 mL质量分数为6%的钠膨润土基浆以及3%钠膨润土+3%封堵抑制剂的土浆,将其倒入釜体后将实验岩心置于釜体上端并密封,接入回收装置与N₂接口,设置实验温度为110℃,先对釜体加压至0.7 MPa使钻井液预热,待升温至110℃后将液压增至4.2 MPa,通N₂并设置回压为0.7 MPa,回收滤液,30 min后测试结束,以滤液量作为封堵性能评价标准。

1.5 抑制性能评价

1.5.1 膨润土造浆实验

配制预定浓度的抑制剂的水溶液或悬浊液,用HCl或者NaOH溶液将pH值调至11,在2000 r/min转速下边搅拌边加入预定量的膨润土,加完并搅拌20 min后,在25℃下用旋转黏度计分别测定土浆在 $\phi 600$ 与 $\phi 300$ 下的读值,并以此计算动切力。

1.5.2 线性膨胀实验

将准确称取的5 g钠膨润土放入膨胀仪的样品槽中,用液压仪在10 MPa的压力下压实5 min;将样品槽装在膨胀仪上,向样品槽中加入不同抑制剂的水溶液或悬浊液,测定膨润土的膨胀高度随时间的变化,由膨润土在去离子水和抑制剂溶液或悬浊液中膨胀1440 min后的高度差与其在去离子水中膨胀1440 min后的高度之比计算抑制率。

1.5.3 滚动回收率测定

参照中国石油天然气行业标准SY/T 6335—1997《钻井液用页岩抑制剂评价方法》,将泥页岩砸碎过6~10目筛网后烘干;向老化罐中加入抑制剂溶液,然后加入20 g的岩屑;将老化罐置于滚子加热炉中,在150℃下热滚16 h,冷却后将残余岩屑在

105℃下干燥至恒重,并过 40 目筛网,由热滚前后岩屑质量之差与热滚前岩屑质量之比计算岩屑滚动回收率。

1.6 钻井液性能评价

选取 3 种典型钻井液体系,其具体组成分别为:

① 2% 钠膨润土+0.3% NaOH+7% KCl+3% 抗温乳液聚合物封堵剂+6% 降滤失剂 SMP-3+6% 降黏剂 SMC+4% 封堵剂 FT-1+2% 降黏剂 SMT+4% 超细碳酸钙+1% 润滑剂 DR-1; ② 2% 钠膨润土+0.3% NaOH+7% KCl+1% 降滤失剂 PAC-LV+8% 降滤失剂 SMP-3+3% 封堵剂 FT-1+1% 有机胺抑制剂 AP-1+1% 纳米乳液封堵剂+4% 超细碳酸钙+0.5% 乳化剂 OP-10+4% 润滑剂 HY-202; ③ 2% 钠膨润土+0.2% NaOH+7% KCl+1% 降滤失剂 PAC-LV+5% 降滤失剂 SMP-3+1% 聚胺抑制剂 NH-1+0.3% 包被剂 KH-PAM+4% 纳米封堵剂 NP-1+5.0% 聚合醇+2% 润滑剂 HY-202,均使用重晶石加重至 2.0 g/mL。

以 3% 的 MOF 衍生物封堵-抑制剂取代钻井液中原来的封堵剂与有机抑制剂,参照国家标准 GB/T 6783—2014《水基钻井液现场测试程序》,测定取代前后 3 种钻井液老化前与老化后(老化条件为 150℃×16 h)的流变及滤失性能以及泥页岩在钻井液中的滚动回收率。

2 结果与讨论

2.1 MOF 衍生物封堵-抑制剂的 XRD 分析

MOF 衍生物封堵-抑制剂的 XRD 图谱见图 2。由图 2 可以看出,合成的 MOF 衍生物封堵-抑制剂

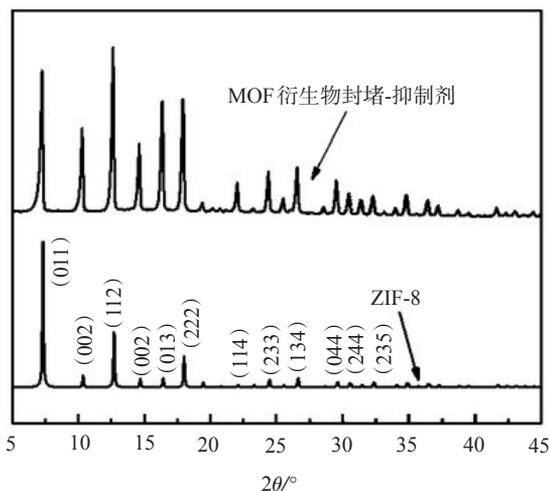


图 2 MOF 衍生物封堵-抑制剂的 XRD 图谱

与 ZIF-8 的特征衍射峰匹配度极高,表明其具备原始 ZIF-8 的正八面体拓扑结构,同时表明乙二胺的接入并未对 MOF 的原始框架造成破坏。进一步对比发现,MOF 衍生物封堵-抑制剂的衍射峰峰强显著大于原始 ZIF-8 且有新的衍射峰产生,证明乙二胺和氮丙啶被成功接入 MOF 结构中,且所制备的封堵-抑制剂的结晶度更高。

2.2 MOF 衍生物封堵-抑制剂的 SEM 分析

MOF 衍生物封堵-抑制剂的 SEM 照片见图 3。由图 3 可见,MOF 衍生物封堵-抑制剂的粒径仅为 150~300 nm,且颗粒规整度高,有利于其随滤液进入泥饼与地层中的微细渗流通道形成致密充填,发挥封堵与抑制性能。

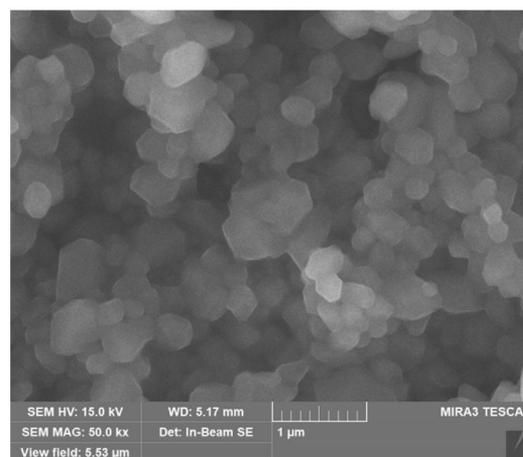


图 3 MOF 衍生物封堵-抑制剂 SEM 照片

2.3 MOF 衍生物封堵-抑制剂的封堵性能

MOF 衍生物封堵-抑制剂的封堵性能见表 1。由表 1 可见,6% 的钠膨润土基浆在 30 s 时的初始滤失量为 5 mL,此后每隔 5 min 均有 3~5 mL 的滤液滤出,至 30 min 时的总滤失量高达 24 mL。由 3% 钠土+3% 封堵-抑制剂构成的土浆在 30 s 时的初始滤失量为 3.4 mL,此后在实验全过程中基本不再滤出滤液,30 min 时的总滤失量仅为 4.4 mL,远低于基浆的,这表明 MOF 衍生物封堵-抑制剂具有优异的封堵

表 1 MOF 衍生物封堵-抑制剂的封堵性能

测试液	滤失量/mL						总量
	30 s	5 min	10 min	15 min	25 min	30 min	
6% 钠膨润土基浆	5.0	5.0	3.0	3.0	5.0	3.0	24.0
3% 钠土+3% 封堵-抑制剂	3.4	0.4	0	0.2	0.2	0.2	4.4

堵性能,可大幅降低基浆滤失量。

2.4 MOF 衍生物封堵-抑制剂的抑制性能

(1)黏土造浆实验

膨润土在不同抑制剂溶液或悬浊液中造浆后的动切力见图4。由图4可见,当膨润土加量低于20%时,膨润土在2%的MOF衍生物封堵-抑制剂悬浊液中的动切力始终维持在极低数值上,并显著低于在其他3种抑制剂溶液中的动切力。当膨润土加量为25%时,膨润土在7% KCl与2%小阳离子溶液中造浆后的动切力已无法测得,在2%的NH-1溶液中造浆后的动切力为22.5 Pa,而在2%的封堵-抑制剂悬浊液中造浆后的动切力仅为6.5 Pa,这表明封堵-抑制剂对膨润土造浆的抑制功效不仅显著强于KCl与小阳离子抑制剂,亦优于聚胺页岩抑制剂NH-1。

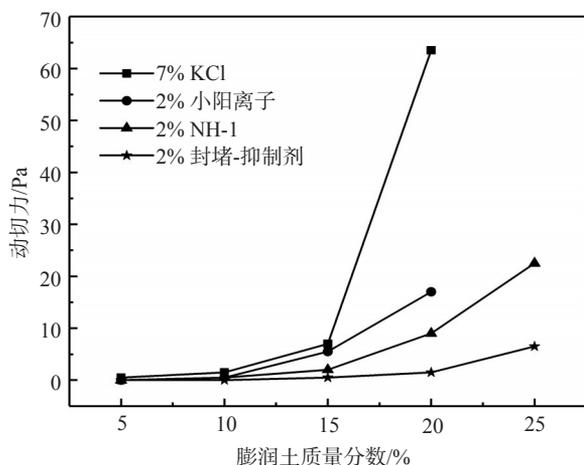


图4 膨润土在不同抑制剂溶液及悬浊液中造浆后的动切力

(2)线性膨胀实验

膨润土在去离子水以及不同抑制剂溶液或悬浊液中的线性膨胀情况见图5。由图5可见,膨润土在去离子水中的膨胀程度最大,而在不同抑制剂的溶液及悬浊液中,2% MOF衍生物封堵-抑制剂的抑制效果最为显著,其次为2%的NH-1和7% KCl,而小阳离子抑制剂的抑制效果最差。MOF衍生物封堵-抑制剂对膨润土水化膨胀的抑制作用优于其他3种抑制剂的,且膨润土在MOF衍生物封堵-抑制剂悬浊液中的膨胀趋势很快进入平缓的平台阶段,最终膨胀高度与在去离子水中相比降低了76%,这表明MOF衍生物封堵-抑制剂抑制黏土水化膨胀的性能极为优异。

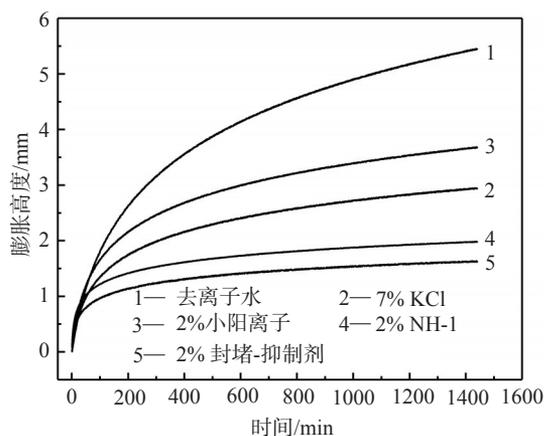


图5 膨润土在不同抑制剂溶液及悬浊液中的线性膨胀曲线

(3)滚动回收实验

泥页岩岩屑在去离子水、7%KCl、2%小阳离子与2%NH-1的水溶液中的滚动回收率分别为12.74%、23.27%、49.38%和65.29%,而在2%的MOF衍生物封堵-抑制剂悬浊液中的滚动回收率则高达74.23%,可见所制备的MOF衍生物封堵-抑制剂对岩屑的水化分散有极强的抑制作用。

2.5 封堵-抑制剂对钻井液性能的影响

MOF衍生物封堵-抑制剂对3种钻井液体系流变、滤失性能及滚动回收率的影响情况见表2。由表2可以看出,在3种钻井液体系均以3%的MOF衍生物封堵-抑制剂取代原有的封堵剂与有机抑制剂后,老化前钻井液体系的流变性较之取代前未出现显著变化,且降滤失性能亦基本不变;经150℃老化16 h后,经封堵-抑制剂取代后的钻井液的流变性能依旧与取代前的相近,API滤失量同时维持了稳定,仅HTHP滤失量出现小幅增长,其中增幅最大的③号钻井液体系的HTHP滤失量从7.2 mL增至8.4 mL,而泥页岩在取代后的钻井液中的滚动回收率则优于取代前的原有钻井液。MOF衍生物封堵-抑制剂加量仅为3%,而其所取代的钻井液中原有封堵剂与有机抑制剂的加量均超过3%,上述结果表明MOF衍生物封堵-抑制剂对钻井液的流变性能无不利影响,同时其抑制效能突出,即便其封堵性能稍弱,亦可通过适度调整其加量与其他处理剂的配比,实现对滤失量的有效控制。MOF衍生物封堵-抑制剂与3种钻井液体系的配伍性实验结果表明其与不同钻井液体系均有良好适配性。

表 2 MOF 衍生物封堵-抑制剂对钻井液性能的影响

钻井液	加入情况	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	FL(API)/mL	FL(HTHP)/mL	滚动回收率/%
①老化前	取代前	55.5	45.0	10.5	2.4	—	92.62
	取代后	51.5	41.5	10.0	2.6	—	95.34
①老化后	取代前	36.5	33.0	3.5	3.4	7.0	82.34
	取代后	32.5	29.5	3.0	3.6	7.8	84.55
②老化前	取代前	57.0	46.0	11.0	2.4	—	93.53
	取代后	53.5	42.0	11.5	2.4	—	94.72
②老化后	取代前	38.0	32.5	5.5	3.2	6.6	83.91
	取代后	33.5	29.0	4.5	3.4	7.2	85.26
③老化前	取代前	53.5	45.0	8.5	2.2	—	95.11
	取代后	49.0	40.5	8.5	2.2	—	94.82
③老化后	取代前	34.5	29.5	5.5	3.6	7.2	83.74
	取代后	31.5	28.0	3.0	3.6	8.4	84.13

3 结论

以六水合硝酸锌、2-甲基咪唑和乙二胺为原料, 通过原位功能化法制得 MOF-乙二胺有机-无机杂化材料, 继而与氮丙啶进行一锅法加聚反应, 制得的结构外侧富含胺基官能团的纳米级 MOF 衍生物封堵-抑制剂, 其具备良好的封堵性和抑制性, 对 3 种不同的钻井液体系均有良好的配伍性, 可实现将封堵与抑制性能一体化的目的。

参考文献:

- [1] 张民. 钻井液用降黏剂的合成与评价[D]. 北京: 中国石油大学, 2010.
- [2] 都伟超, 孙金声, 蒲晓林, 等. 国内外黏土水化抑制剂研究现状与发展趋势[J]. 化工进展, 2018, 37(10):4013-4021.
- [3] 王中华. 国内钻井液技术进展评述[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 95-102.
- [4] 李树斌, 蹇斯平, 何振奎, 等. 强抑制强封堵聚胺类钻井液体系研究与应用[J]. 油田化学, 2014, 31(2): 167-172.
- [5] AN Xiuyu, JIANG Guancheng, QI Yourong, et al. Plugging agent of shale base on nano flexible polymer[J]. Appl Mech Mater, 2016, 835:15-19.
- [6] 宋然然, 蒋官澄, 宣扬, 等. 超支化聚乙烯亚胺作为高效水基钻井液页岩抑制剂的研究[J]. 油田化学, 2017, 41(6): 390-396.
- [7] 郑川江. 海上油田含油污泥回注可行性研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
- [8] 都伟超, 孙金声, 蒲晓林, 等. 强抑制强封堵深水钻井液的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2019, 36(1):12-17.

- [9] 刘婷婷. 高分子辅助增强金属有机框架材料的染料吸附和催化性能研究[D]. 长沙: 湖南大学, 2019.
- [10] SHULTZ A M, SARJEANT A A, FARHA O K, et al. Post-synthesis modification of a metal-organic framework to form metallosalen-containing MOF materials[J]. J Am Chem Soc, 2011, 133(34): 13252-13255.
- [11] CHIKADA M, SADA K, MIYATA M. Intercalation and polymerization in chenodeoxycholic acid channels with retention of a crystalline state[J]. Polym J, 1999, 31(11-2): 1061-1064.
- [12] PARK I H, CHANTHAPALLY A, ZHANG Z, et al. Metal-organic organopolymer hybrid framework by reversible [2+2] cycloaddition reaction[J]. Angew Chem Int Ed, 2014, 53(2): 414-419.
- [13] COHEN S M. Postsynthetic methods for the functionalization of metal-organic frameworks [J]. Chem Rev, 2011, 112(2): 970-1000.
- [14] SANCHEZ-LAINEZ J, ZORNOZA B, FRIEBE S, et al. Influence of ZIF-8 particle size in the performance of polybenzimidazole mixed matrix membranes for pre-combustion CO₂ capture and its validation through interlaboratory test [J]. J Membrane Sci, 2016, 51(1): 45-53.
- [15] MAHDIE S, SAEED D, MASSOOMEH S. Amine-functionalized frameworks as highly active catalysts for chemical fixation of CO₂ under solvent and co-catalyst free conditions [J]. J CO₂ Util, 2020, 41: 1-8.
- [16] 谢刚, 罗平亚, 邓明毅, 等. 一种支化聚乙烯亚胺的制备方法及其页岩插层抑制剂[P]. CN 107722953A. 2018.
- [17] 董艳飞. 促智药普拉西坦及其中间体 N,N-二异丙基乙二胺的合成[D]. 天津: 天津大学, 2007.

Preparation and Performance of MOF-derived Plugging and Inhibiting Agent Used in Drilling Fluids

ZHUANG Qingzuo¹, TIAN Yuqin², LUO Yue¹, LUO Xiao¹, XIN Aiyuan², TANG Yanyan², LIU Weiwei²

(1. College of Chemistry & Environmental Engineering, Yangtze University, Jingzhou, Hubei 434000, P R of China; 2. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257000, P R of China)

Abstract: The MOF-derived plugging and inhibiting agent, rich in amine groups in outside structure, was successfully prepared, employing addition polymerization of the aziridine and the functional organic-inorganic hybrid which was prepared by zinc nitrate hexahydrate, 2-methylimidazole and ethylenediamine, and its sealing ability, inhibition and compatibility with various drilling fluids were investigated. The agent could greatly reduce the total filtration loss of base slurry due to its excellent plugging performance. The total filtration loss of the 6% bentonite muds was 24 mL, while that of the 3% bentonite +3% agent slurry was only 4.4 mL. The yield point of the slurry system containing 2% agent was only 6.5 Pa as the bentonite reached up to 25%, and the swelling heights of the bentonite in the 2% agent system reduced by 76% compared with in fresh water system. Furtherly, the recovery rate of shale treated by the agent was satisfactory, being of 74.23%. In addition, the 3% plugging and inhibiting agent ensured the rheological property and filtration steady for drilling before and after aging and showed a slight increases in HTHP filtration as well as shale recovery rate. Based on results, the MOF-derived plugging and inhibiting agent has excellent sealing ability, inhibition and compatibility.

Keywords: MOF; aziridine; organic-inorganic hybrid; blocking performance; inhibition performance

(上接第574页。continued from p.574)

Development and Performance Evaluation of Strong Plugging and Anti-collapse Agent with Cementation Type

YU Jiashui¹, YOU Zhiliang², FU Chaosheng¹, AO Tian³, JIANG Guancheng³, XIE Chunlin³, KONG Dechang³

(1. Drilling Fluid Branch of Western Drilling Engineering Company Ltd, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Dagang Oilfield Research Institute of Petroleum Engineering, PetroChina, Tianjin 300280, P R of China; 3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Key Laboratory of Petroleum Engineering (Ministry of Education), China University of Petroleum, Beijing 102249, P R of China)

Abstract: In order to improve the problems of wellbore instability and lost circulation caused by fractured strata in the southern margin of Junggar Basin, a cementing strong plugging and anti-collapse agent XZ-OSD was developed by imitating the multilayer composite structure of shell and combining the bionic strong plugging theory. The structure of XZ-OSD was characterized by SEM and IR, its thermal stability, fluid loss reduction effect and plugging property were evaluated, and the plugging mechanism was analyzed. The results showed that the spherical particle size of XZ-OSD was 50—200 nm. XZ-OSD had good thermal stability, and the decomposition temperature was 250°C. XZ-OSD had a significant fluid loss reduction effect. When only 1% XZ-OSD was added to the base slurry, the API fluid loss of oil-based drilling fluid was reduced by 72.22%, and the fluid loss at 150°C high temperature and high pressure was reduced by 81.43%. XZ-OSD had a significant effect in protecting oil and gas formation. After 1% XZ-OSD was added to the plugging slurry, the forward plugging rate and reverse plugging rate of the core were increased by 2.89 times and 0.4 times, respectively. XZ-OSD had a good plugging effect at hightemperature. When 6% XZ-OSD was added to the plugging slurry, the fluid loss after heating at 180°C for 16 h was only 2 mL. After entering the formation, XZ-OSD could enter pores and cracks of different sizes, plug the pores and cracks through the bridge plug and bridging. Furthermore, XZ-OSD expanded in contact with oil, the pressure-bearing capacity of leakage layer was enhanced through the expansion property and the cementing ability, thereby improving the stability of wellbore, and avoiding the occurrence of complicated down-hole accidents such as lost circulation.

Keywords: lost circulation; plugging agent; cementation type; plugging under pressure; Junggar Basin